

УДК 621.316

doi:10.20998/2413-4295.2018.09.06

УЗГОДЖЕННЯ ГРАФІКІВ ГЕНЕРУВАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА НАВАНТАЖЕННЯ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

С. В. КРАВЧУК*, А. В. СИТНИК, О. О. СТАХОВ, С. В. БАРАНОВСЬКИЙ

Кафедра електричних станцій і систем, Вінницький національний технічний університет, Вінниця, УКРАЇНА

*e-mail: sv.kravchuk@ukr.net

АНОТАЦІЯ В статті розглянуто можливість узгодження графіків навантаження та генерування фотоелектричних станцій засобами морфометричного аналізу. Показано, що неузгоджене з графіком навантаження генерування відновлювальних джерел електроенергії збільшує нерівномірність графіка електричних навантажень.

Оскільки відновлювальні джерела електроенергії відносяться до умовно-керованих джерел енергії, то узгодження їх роботи з навантаженням буде відбуватися за рахунок зміщення графіка електричних навантажень до максимумів добового генерування відновлювальних джерел електроенергії, зокрема фотоелектростанцій. Для узгодження графіків електричних навантажень та генерування відновлюваних джерел енергії запропоновано алгоритм методу узгодження.

Ключові слова: фотоелектричні станції; графік навантаження; локальна електрична система; добова нерівномірність; втрати потужності.

RECONCILIATION OF PHOTOELECTRIC STATION GENERATION SCHEDULE AND LOCAL ELECTRICAL SYSTEM LOADING

S. KRAVCHUK*, SITNIK A.V., STAHOV O.O., BARANOVSKIY S.V.

Department of power plants and systems, Vinnitsa National Technical University, Vinnitsa, UKRAINE

ABSTRACT The experience of the introduction of renewable energy sources (RES), the main component of dispersed generation (DG), demonstrates the need for harmonization of the work of energy sources and consumers.

The growth of the share of RES in the Ukrainian electricity balance leads to a deterioration of the situation especially in distribution electric networks. The practice of introducing RES, in particular photovoltaic electric stations (PES), demonstrates an increase in the uneven schedule of electricity consumption. This leads to a complication of the work of the electric power stations operating in the peak and half-end part of the daily schedule and loading of the elements of the network, and as a consequence, the growth of losses in distribution electrical networks. The article considers the possibility of reconciling the load schedules and the generation of photovoltaic stations by means of morphometric analysis. It is shown that the unbalanced load schedule of the generation of renewable energy sources increases the uneven schedule of electrical loads.

Since renewable energy sources belong to conditionally controlled energy sources, the coordination of their work with the load will occur due to shifting the schedule of electrical loads to the maximum daily production of renewable energy sources, in particular photovoltaic power stations. In order to reconcile the schedules of electrical loads and the generation of renewable energy sources, the algorithm of the method is proposed.

The method of reconciling the schedules of generation of renewable energy sources, in particular FES and electrical load, has been developed, which will minimize electricity losses in distribution networks and reduce the unevenness of the daily schedule of electrical loads.

Keywords: photoelectric stations; load schedule; local electrical system; daily unevenness; power losses.

Вступ

Збільшення генерування фотовольтаїчних електростанцій, в розподільних мережах шляхом зменшення навантаження на централізовану систему електропостачання дозволяє отримувати низку позитивних ефектів. Вони проявляються у зменшенні втрат потужності й електроенергії в ЛЕП, якими здійснюється транспортування потужності, підвищенні якості електроенергії, розвантаженні електричних мереж.

Проте, це стосується лише випадків, коли графік генерування ФЕС є узгодженими з графіком локального електроспоживання. Тому, постає задача штучного узгодження графіків генерування ВДЕ, зокрема ФЕС та електричного навантаження.

Огляд літературних джерел показує, що всі методи мають за мету провести узгодження режимів роботи ВДЕ і електроспоживачів, відмінними є критерії узгодження і засоби узгодження.

Найбільш розповсюджені критерії узгодження (оптимальності), за якими виконується розв'язування задачі: мінімум втрат електроенергії [1,2,3], якість електроенергії [4], надійність електропостачання [5], пропускна спроможність [6], максимум видачі потужності [7,8], максимум прибутку [9], мінімум інвестицій [11] тощо.

У ряді робіт [10-19] були спроби вирішити задачу узгодження в багатокритеріальній постановці. Так у [15] вирішується задача пошуку оптимальних місць під'єднання та потужностей ВДЕ, за критерієм мінімуму втрат активної потужності та забезпечення

відповідної якості електроенергії. В [17] запропоновано розв'язувати задачу розміщення джерел розосередженого генерування за надійністю електропостачання та пропускної спроможності ліній електропередач. В [19] автори пропонують виконувати оптимізацію за надійністю електропостачання і мінімумом втрат активної потужності, використовуючи метод генетичних алгоритмів та парето-оптимізації.

В цій роботі пропонується виконати узгодження графіків роботи ВДЕ і електроспоживачів, чим досягати вирівнювання останнього.

Мета роботи

Метою статті є розроблення методу узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії, зокрема ФЕС та електричного навантаження, що дозволить мінімізувати втрати електроенергії в розподільних електричних мережах та зменшити нерівномірність добового графіка електричних навантажень

Виклад основного матеріалу

Оскільки графік електричних навантажень нерівномірний, а як зазначається в [20], робота ФЕС збільшує таку нерівномірність. Оскільки пік видачі потужності ФЕС припадає на денний провал в ГЕН, тому потрібно мотивувати споживачів зміщувати свій добовий графік електричних навантажень в години максимуму генерування ФЕС. За кордоном впроваджується концепція віртуальних електростанцій, що значно спрощує задачу вирівнювання добового ГЕН.

Основна ідея такого підходу – не вироблення електроенергії, а створення нових або мотивування вже існуючих споживачів електроенергії здійснювати маневрування власним споживанням. В Україні зараз основним мотивуючим заходом є зонний тариф на електроенергію (табл.1), згідно якого вартість електроенергії диференціюється за періодами часу доби.

Таким чином споживач може зменшити плату за електроенергію, не зменшуючи обсягів споживання. При цьому зменшується нерівномірність ГЕН.

Таблиця 1 – Зонний тариф на електроенергію диференційований за періодами часу

Період часу	Нічний	Денний	Піковий
Двоступінні тарифи, диференційовані за періодами часу			
Тарифні коефіцієнти	0,5	1	-
Тривалість періоду	23:00 – 07:00	07:00 – 23:00	-
Триступінні тарифи, диференційовані за періодами часу			
Тарифні коефіцієнти	0,4	1	1,5
Тривалість періоду	23:00 – 07:00	07:00 – 08:00 11:00 – 20:00 22:00 – 23:00	08:00 – 11:00 20:00 – 22:00

Для оцінювання вартості зміщення потужності споживання потрібно розробити показник, який би враховував зміну тарифного коефіцієнта вартості електроенергії згідно зонного тарифу, вартість компенсаційних витрат споживачеві за зміщення графіка електроспоживання, вартість зменшення втрат потужності внаслідок вирівнювання сумарного добового ГЕН:

$$B_{ij} = P_{зм} \cdot C_m (K_{Tj} - K_{Ti}) + \beta - \Delta P \cdot C_m \quad (1)$$

де K_{Tj} – коефіцієнт вартості електроенергії згідно зонного тарифу ступені графіка, з якої планується перенести потужність, у в.о.; K_{Ti} – коефіцієнт вартості електроенергії згідно зонного тарифу ступені графіка, в яку планується переносити потужність, у в.о.; $P_{зм}$ – потужність, яку споживач має змістити для вирівнювання графіка навантаження ЛЕС, кВт; C_m – тариф на електроенергію по енергопостачальній компанії, грн. /кВт год; β – вартість технологічного

зсуву виробництва, що має бути компенсована енергосистемою, грн; ΔP – зменшення втрат потужності внаслідок коригування графіка навантаження споживача, кВт;

Показник вартості переносу навантаження B_{ij} з однієї ступені ГЕН на іншу доцільно використати в задачі узгодження графіків генерування ВДЕ на навантаження.

Поява джерел розосередженого генерування в розподільних електричних мережах дозволяє розглядати їх не як магістрально-радіальні, а як мережі із двостороннім живленням або локальні електричні системи. Оскільки конфігурацію електричної мережі можна вважати відносно постійною, то використовуючи коефіцієнти матриці струморозподілу за заступною r -схемою можна визначити споживачів, графік навантаження яких буде найбільше впливати на сумарну нерівномірність добового графіка електричних навантажень ЛЕС спричиненою генеруванням ФЕС:

$$C_r = R^{-1} M^T (M R^{-1} M^T)^{-1}, \quad (2)$$

де R – діагональна матриця активних опорів віток;
 M – перша матриця з'єднань;

Застосування такого підходу, в задачі вирівнювання добового ГЕН, дозволить не тільки зменшити нерівномірність останнього, а й зменшити втрати електроенергії в ЛЕС.

Для зменшення нерівномірності сумарного добового ГЕН РЕМ та мінімізації втрат активної потужності пропонується коригувати графік кожним вузлом по черзі відповідно до коефіцієнта струморозподілу. Для розв'язання цієї задачі скористаємося методом транспортної задачі (табл. 2), в якій умовно можна виділити m годин, в які власне споживання вузла більше за генерування СЕС, A_1, \dots, A_m , та n годин, в які генерування СЕС переважатиме споживання вузла, Z_1, \dots, Z_n . Для цього використовуються потужності вузлів, уточненні шляхом множення на коефіцієнт струморозподілу. Відносну вартість B_{ij} переносу потужності з одного часового проміжку графіка на інший визначатимемо за (1).

Таблиця 2 – Розподіл вартостей зміщення споживання згідно транспортної задачі

B_{11}	B_{12}	B_{13}	B_{14}	B_{15}	B_{16}	B_{17}	...	B_{1i}	Z_1
B_{21}	B_{22}	B_{23}	B_{24}	B_{25}	B_{26}	B_{27}	...	B_{2i}	Z_2
...
B_{j1}	B_{j2}	B_{j3}	B_{j4}	B_{j5}	B_{j6}	B_{j7}	...	B_{ji}	Z_n
A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7	...	A_m	

Відповідно поставленої задачі запишемо цільову функцію:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n B_{ij} \cdot p_{ij} \rightarrow \min \quad (3)$$

де p_{ij} – потужність, яку потрібно змістити з однієї ступені графіка навантаження в іншу.

Перша група обмежень вказує, що кількість електроенергії на будь-якій ступені ГЕН повинна дорівнювати сумарній потужності споживання електроенергії цієї ступені ГЕН.

$$\sum_{i=1}^m p_{ij} = A_i,$$

Друга група обмежень вказує, що сумарний зсув споживання на деяку ступень ГЕН повинен повністю компенсувати генерування на цій ступені ГЕН.

$$\sum_{j=1}^n p_{ij} = Z_j,$$

Також вводимо обмеження на неможливість зміщення від'ємних значень потужності споживання:

$$p_{ij} \geq 0, i = 1, 2, \dots, m, j = 1, 2, \dots, n,$$

Залежність режиму роботи відновлювальних джерел енергії від природних умов в більшості випадків призводить до погіршення режиму роботи розподільних електричних мереж. Тому необхідно виконувати штучне узгодження графіків навантаження і ВДЕ. Особливо це стосується фотовольтаїчних електричних станцій.

Оскільки пік генерування відновлювальних джерел енергії припадає на денний провал в графіку навантаження, то виникає ряд проблем, зокрема, перевитрат палива на централізованих електростанціях та збільшення втрат потужності в розподільних електричних мережах загалом та в ЛЕС зокрема. Запропонований метод оснований на аналізі графіків функціонування споживачів електричної енергії локальної електричної системи та графіків генерування фотовольтаїчної електростанції. Алгоритм узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження ЛЕС наведено на рис. 1. Маючи інформацію відносно цих графіків та відомості про кількість споживачів в ЛЕС формуються початкові дані для роботи алгоритму. Враховуючи топологію електричної мережі та значення потужностей навантаження і генерування, визначається матриця коефіцієнтів струморозподілу (2) для кожного споживача по відношенню до ФЕС. Слід зауважити, що дана матриця має розмірність кількості вузлів на кількість віток в мережі. Для визначення коефіцієнтів струморозподілу потужності ФЕС виділяється з матриці лише рядок, що відповідає вузлу, в якому встановлена ФЕС.

Для визначення потужності, якою може маневрувати споживач, визначається технологічний мінімум для кожного споживача. Виходячи з цього, потужність, яку може зміщувати споживач, буде дорівнювати різниці між фактичною P_{Hi} потужністю споживання та технологічним мінімумом P_{min} і для певної години навантаження. Далі споживачі ранжуються відповідно до їх коефіцієнту струморозподілу.

Години, в які власне споживання вузла менше за потужність генерування ФЕС, умовно відносяться до годин «генерування». Тобто годин, на які потрібно буде змістити потужності споживання.

Години, в які навантаження більше за потужність генерування та виконується умова, $P_{наг_{i_t}} - P_{min_{i_t}} > 0$ відносяться до годин, з яких можна переносити потужність. Саме ця різниця визначає обсяг надлишкової потужності $P_{над_{i_t}}$, яку можна

змістити з певною вартістю та $P_{деф_{i_t}}$ – потужність, якої не вистачає в певну годину доби для

вирівнювання добового графіка. З урахуванням визначених потужностей дефіциту і надлишку формується транспортна матриця переносу потужностей з годин надлишків в години дефіциту для вирівнювання добового графіка навантаження. У випадку, коли сумарна потужність генерування переважатиме потужність, яку можна змістити для вирівнювання графіка електричних навантажень, для отримання збалансованої транспортної задачі

вводимо додатково фіктивне джерело навантаження $P_{ФДН} = \sum_t P_{ГЕН_{it}} - \sum_t P_{над_{it}}$ (ФДН). У випадку, коли

власного генерування ФЕС не вистачає для забезпечення потреб в електроенергії споживачів, вводимо умовне джерело централізованого живлення

$$P_{ЦЖ} = \sum_t P_{ГЕН_{it}} - \sum_t P_{над_{it}}$$

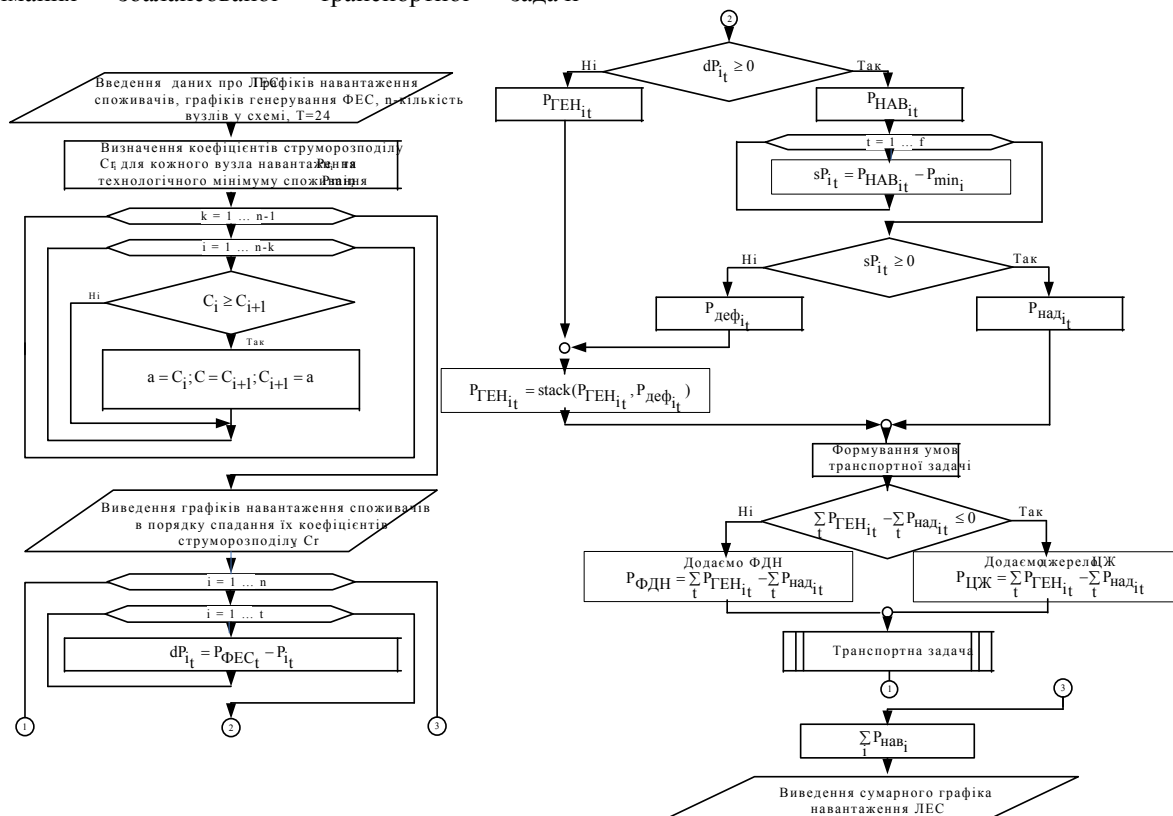


Рис. 1– Алгоритм методу узгодження графіків генерування ФЕС та електричного навантаження ЛЕС

Розв'язком транспортної задачі є рекомендація щодо зміщення графіка електричних навантажень споживачів, які в найбільшій мірі впливають на нерівномірність сумарного графіка навантаження ЛЕС.

Оскільки значна частина генерування ФЕС припадає на розподільні електричні мережі (РЕМ), розглянемо приклад такої мережі (рис.2).

Для зменшення втрат електроенергії в РЕМ, що спричинені функціонуванням ФЕС, потрібно визначити найбільш чутливі вузли до зміни втрат активної потужності. Це відносно просто можна зробити за допомогою коефіцієнтів струмозподілу табл. 3.

Вочевидь (табл. 3), що вирівнювати графік необхідно зміною навантаження вузлами розташовані поблизу джерела, тобто з найбільшими коефіцієнтами струмозподілу. Таким вузлами є вузол 20, 8 та 1 вузли. З урахуванням узгодження графіка

генерування ФЕС та навантаження морфометрична модель ГЕН РЕМ буде мати такий вид наведений на рис.3. Порівняльний аналіз морфометричних показників для вирівняного ГЕН РЕМ та ГЕН РЕМ з урахуванням генерування ФЕС приведений в табл.4.

Вирівнювання графіка навантаження РЕМ, за рахунок зміщення споживання електроенергії у вузлах, дозволяє зменшити втрати активної потужності в РЕМ.

Таблиця 3 – Значення коефіцієнтів струмозподілу для вузлів РЕМ

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9
C _г	0.9	0.5	0.2	0.7	0.6	0.6	0.6	0.9	0.6
№	10	11	12	13	14	16	18	20	
C _г	0.6	0.6	0.6	0.07	0.6	0.6	0.5	1	

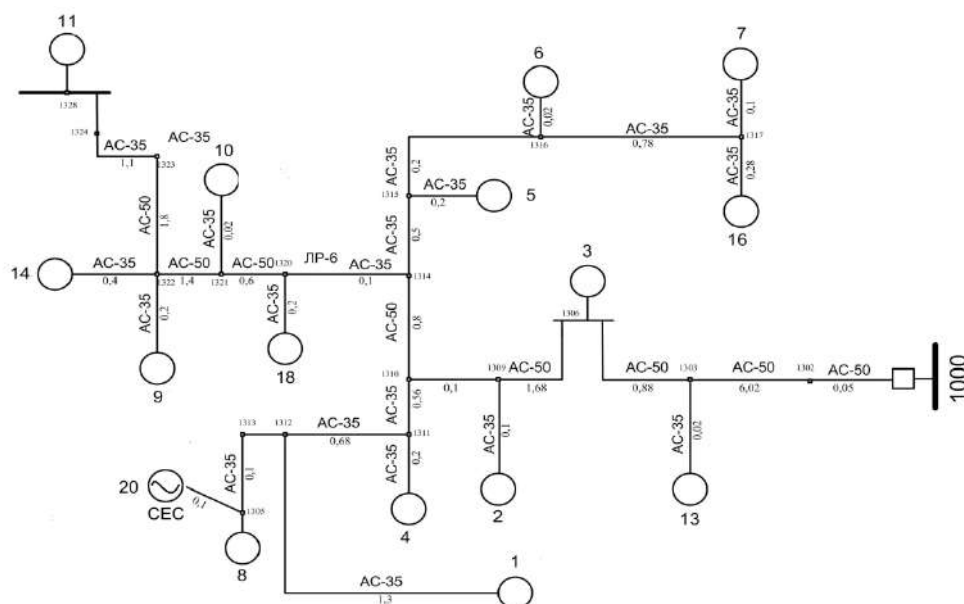


Рис.2 – Фрагмент Ямпільської розподільної електричної мережі 10кВ

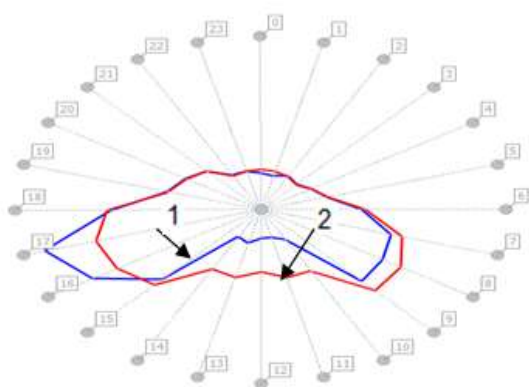


Рис. 3 – Морфометрична модель сумарного ГЕН ЛЕС, після приєднання СЕС (1) та з урахуванням вирівнювання ГЕН (2)

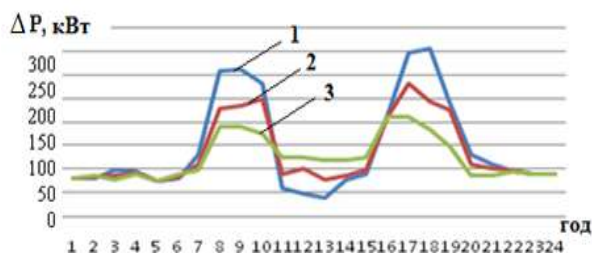


Рис. 4 – Зміна втрат активної потужності в РЕМ 1- з урахуванням генерування СЕС, 2 - за результатом оптимізації 20-го вузла, 3 - за результатом оптимізації 8-го вузла

На рис. 4 показано зміну втрат активної потужності від часу доби для всіх етапів оптимізації. Сумарне зниження втрат електричної енергії теж досягається результат показано на рис. 5.

Табл.4.– Морфометричні показники нерівномірності
ГЕН РЕМ

ГЕН РЕМ	M_1	M_2	M_3	M_4
З урахуванням генерування ФЕС	0,112	0,340	0,325	0,52
Вирівняний ГЕН з генеруванням ФЕС	0,411	0,691	0,513	0,75

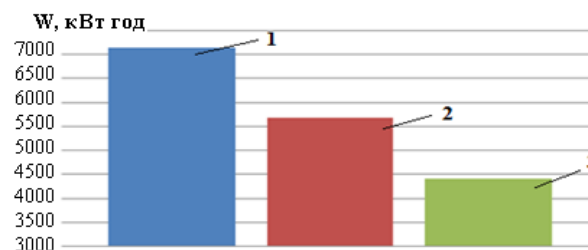


Рис. 5 – Втрати електроенергії в ПЕМ 1- з урахуванням генерування СЕС, 2- за результатом оптимізації 20-го вузла, 3- за результатом оптимізації 8-го вузла.

Так, сумарні втрати електроенергії в РЕМ з урахуванням генерування СЕС становили $W=9462\text{кВт год}$, а після вирівнювання ГЕН РЕМ, втрати зменшились до $W=8361\text{кВт год}$.

Висновки

Залежність режиму роботи відновлюваних джерел енергії від природних умов в більшості випадків призводить до погіршення режиму роботи розподільних електричних мереж. Тому необхідно виконувати штучне узгодження графіків навантаження і ВДЕ. Особливо це стосується фотовольтаїчних електричних станцій.

В роботі запропоновано на основі застосування морфометричного аналізу графіків споживання, оптимальних коефіцієнтів струморозподілу і транспортної задачі розв'язати задачу вирівнювання сумарного графіка електроспоживання ПЕМ і зниження втрат електроенергії в розподільних електричних мережах.

Список літератури

1. **Burykin, O. B.** Optimization of the regime of local power systems with renewable energy / **O. B. Burykin, Y. Malohulko** // *Proceedings of DonNTU. Series "Electrical Engineering and Energy"*. - 2013. - № 2 (15). - P. 42-46.
2. **Walid, El-Khattam.** Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market / **Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama** // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2004. - vol. 19. - no. 3. - pp. 1674-1684.
3. **Rau, N. S.** Optimum location of resources in distributed planning / **N. S. Rau and Y.-H. Wan** // *IEEE Transactions on Power Systems*. 1994. - vol. 9. - pp. 2014-2020.
4. **Caisheng, Wang.** An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements / **Caisheng, Wang, M. Hashem Nehrir** // *IEEE Transactions on Power Systems*. -2004. - vol. 19. - no. 4. - pp. 2068-2076.
5. **Hamid, Falaghi.** ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems / **Hamid, Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam** // *PowerTech*. - 2007. - pp. 555-560.
6. **Víctor, H. Méndez Quezada.** Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation / **Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román** // *IEEE Transactions on power systems*. -2006. - vol. 21, no. 2. - pp.533-540.
7. **Seyed Mohammad Hossein Nabavi.** Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization / **Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A.S. Masoum,** // *IEEE*, 2011.
8. **Andrew, Keane.** Harrison Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation / **Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P.** // *IEEE Transactions on Power Systems*. - 2011. - vol. 26. - no. 1. - pp. 252-260.
9. **Nikhil, K. Ardeshta.** Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation / **Nikhil K. Ardeshta, Badrul H. Chowdhury** // *IEEE*. - 2010. - pp. 1-8.
10. **Chen, X.** Effects of Distributed Generation on Power Loss, Load ability and Stability / **X. Chen and W. Gao** // *IEEE Southeastcon*. -2008. - pp. 468-473.
11. **Zhu, D.** Impact of DG Placement on Reliability and Efficiency With Time-Varying Loads / **D. Zhu, R.P. Broadwater, K.S. Tam, R. Seguin and H. Asgeirsson** // *IEEE Transactions on Power Systems*. -2006. - Vol. 21. - No. 1.
12. **Buslavets, O.** Evaluation and increase of load capacity of on-load tap changing transformers for improvement of their regulating possibilities / **O. Buslavets, P. Legnuk, O. Rubanenko** // *Eastern-European journal of enterprise*

technologies - 2015. - No. 2/8 (74). - P. 35-41. - doi: 10.15587/1729-4061.2015.39881.

13. **Bae, I.** Reliability Evaluation of Distributed Generation Based on Operation Mode. / **I. Bae, J. Kim** // *IEEE Transactions on Power Systems*. - 2007. - Vol.22. - No.2.- P.785-790. - doi:10.1109/TPWRS.2007.894842.
14. **Kondo, T.** Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices / **T. Kondo, Jumpei Baba, Akihiko Yokoyama** // *Electrical Engineering in Japan*. - 2008. - Vol. 165. - № 3. - P. 16-28.- doi: 10.1002/eej.20499.
15. **Ackerman, T.** Interaction between distributed generation and the distribution network / **T. Ackerman, V. Knyazhin** // *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific IEEE/PES*. - 2000. - Vol. 2.- P. 1357-1362.
16. **Lezhniuk, P. D.** Evaluation of Stability of generating solar power in the task of ensuring the reliability of the grid / **P. D. Lezhniuk, V. A. Komar, S. V. Kravchuk** // *Scientific works of Vinnytsia National Technical University*. -2016. - №2. - C. 1- 8.
17. **Komenda, N. V.** Morphometric evaluation criteria and uniformity of electrical loads graphics / **N. V. Komenda** // *Journal of National University "Lviv Polytechnic"*. - 2011.- №66. - P. 42-46.

Bibliography (transliterated)

1. **Burykin, O.B., Malohulko, Y.** Optimization of the regime of local power systems with renewable energy. *Proceedings of DonNTU. Series "Electrical Engineering and Energy"*, 2013, № 2 (15), 42-46.
2. **Walid, El-Khattam, Kankar, Bhattacharya, Yasser, Hegazy and Salama, M. M. A.** Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2004, vol. 19, no. 3, 1674-1684.
3. **Rau, N. S. and Wan, Y.-H.** Optimum location of resources in distributed planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, 1994, vol. 9, 2014-2020.
4. **Caisheng, Wang, Hashem Nehrir, M.** An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2004, vol. 19, no. 4, 2068-2076.
5. **Hamid, Falaghi, Mahmood-Reza, Haghifam.** ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems, *PowerTech*, 2007, 555-560.
6. **Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román.** Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation, *IEEE Transactions on power systems*, 2006, vol. 21, no. 2, 533-540.
7. **Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A.S. Masoum.** Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization, *IEEE*, 2011.
8. **Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P.** Harrison Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011, vol. 26, no. 1, 252-260.
9. **Nikhil K. Ardeshta, Badrul H. Chowdhury,** Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation, *IEEE*, 2010, 1-8.

10. **Chen, X. and Gao, W.** Effects of Distributed Generation on Power Loss, Load ability and Stability, *IEEE Southeastcon*, 2008, 468-473.
11. **Zhu, D., Broadwater, R.P., Tam, K.S., Seguin, R. and Asgeirsson, H.** Impact of DG Placement on Reliability and Efficiency With Time-Varying Loads, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, Vol. **21**, No. 1.
12. **Buslavets, O., Legnuk, P., Rubanenko, O.** Evaluation and increase of load capacity of on-load tap changing transformers for improvement of their regulating possibilities. *Eastern-European journal of enterprise technologies*, 2015, No. **2/8** (74), 35-41, doi: 10.15587/1729-4061.2015.39881.
13. **Bac, I., Kim, J.** Reliability Evaluation of Distributed Generation Based on Operation Mode. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, Vol. **22**, No. 2, 785-790, doi:10.1109/TPWRS.2007.894842.
14. **Kondo, T., Jumpei, B., Akihiko, Y.** Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices. *Electrical Engineering in Japan*, 2008, Vol. **165**, № 3, 16-28, doi: 10.1002/eej.20499
15. **Ackerman, T., Knyazin, V.** Interaction between distributed generation and the distribution network. *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific IEEE/PES*, 2000, Vol. **2**, 1357-1362.
16. **Lezhniuk, P.D., Komar, V.A., Kravchuk, S.V.** Evaluation of Stability of generating solar power in the task of ensuring the reliability of the grid. *Scientific works of Vinnytsia National Technical University*, 2016, № **2**, 1- 8.
17. **Komenda, N.V.** Morphometric evaluation criteria and uniformity of electrical loads graphics. *Journal of National University "Lviv Polytechnic"*, 2011, № **66**, 42-46.

Відомості про авторів (About authors)

Кравчук Сергій Васильович – кандидат технічних наук, асистент, Вінницький національний технічний університет, асистент кафедри електричних станцій і систем; Вінниця, Україна; e-mail: sv.kravchuk@ukr.net.

Sergey Kravchuk - Candidate of Technical Sciences (Ph. D.), assistant, Vinnitsa National Technical University, assistant of power plants and systems department; Vinnitsa, Ukraine; e-mail: sv.kravchuk@ukr.net.

Ситник Артур Валерійович – інженер, Вінницький національний технічний університет, інженер кафедри електричних станцій і систем; Вінниця, Україна; e-mail: sitnik.94@inbox.ru.

Artur Sitnik - engineer, Vinnitsa National Technical University, engineer of power plants and systems department; Vinnitsa, Ukraine; e-mail: sitnik.94@inbox.ru.

Стахов Олександр Олександрович – студент, Вінницький національний технічний університет, студент кафедри електричних станцій і систем; Вінниця, Україна; e-mail: stahov10@bk.ru.

Alexandr Stahov - student, Vinnitsa National Technical University, student of power plants and systems department; Vinnitsa, Ukraine; e-mail: stahov10@bk.ru.

Барановський Сергій Валентинович – студент, Вінницький національний технічний університет, студент кафедри електричних станцій і систем; Вінниця, Україна; e-mail: safarigu@mail.ru.

Sergey Baranovskiy - student, Vinnitsa National Technical University, student of power plants and systems department; Vinnitsa, Ukraine; e-mail: safarigu@mail.ru.

Будь ласка, посилайтесь на цю статтю так:

Кравчук, С. В. Узгодження графіків генерування фотоелектричних станцій та навантаження локальних електричних систем / **С. В. Кравчук, А. В. Ситник, О. О. Стахов, С. В. Барановський** // *Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях.* – Харків: НТУ «ХПІ». – 2018. – № 9 (1285). – С. 44-50. – doi:10.20998/2413-4295.2018.09.06.

Please cite this article as:

Kravchuk, S., Sitnik A., Stahov, A., Baranovskiy, S. Reconciliation of photoelectric station generation schedule and local electrical system loading. *Bulletin of NTU "KhPI". Series: New solutions in modern technologies.* – Kharkiv: NTU "KhPI", 2018, **9** (1285), 44–50, doi:10.20998/2413-4295.2018.09.06.

Пожалуйста, ссылайтесь на эту статью следующим образом:

Кравчук, С. В. Согласования графиков генерирования фотоэлектрических станций и нагрузки локальных электрических систем / **С. В. Кравчук, А.В. Ситник, А.А. Стахов, С.В. Барановский** // *Вестник НТУ «ХПИ», Серія: Новые решения в современных технологиях.* – Харьков: НТУ «ХПИ». – 2018. – № 9 (1285). – С. 44-50. – doi:10.20998/2413-4295.2018.09.06.

АННОТАЦІЯ В статті розглянута можливість узгодження графіків навантаження та генерації фотоелектричних станцій методами морфометричного аналізу. Показано, що несузгоджене з графіком навантаження генерування відновлюваних джерел електроенергії збільшує нерівномірність графіка електричних навантажень. Оскільки відновлювані джерела електроенергії належать до умовно-керованих джерел енергії, то узгодження їх роботи з навантаженням буде відбуватися за рахунок зміщення графіка електричних навантажень до максимумів добового генерування відновлюваних джерел електроенергії, в частині фотоелектростанцій. Для узгодження графіків електричних навантажень та генерування відновлюваних джерел енергії запропоновано алгоритм методу узгодження.

Ключевые слова: фотоэлектрические станции; график нагрузки; локальная электрическая система; суточная неравномерность; потери мощности.

Поступила (received) 10.03.2018